

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.Л. Неверов
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Аналитические исследования применения колтюбинга в России и за рубежом

Руководитель

подпись, дата

доцент, канд. техн. наук
ученая степень, должность

А.Л. Неверов
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.Б. Карбушева
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Бурение нефтяных и газовых скважин

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.Л. Неверов
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2016 г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
В ФОРМЕ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студенту

Карбушевой Карине Борисовне

фамилия, имя, отчество

Группа ГБ 12-01

Направление

21.03.01.01

номер

код

Бурение нефтяных и газовых скважин

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Аналитические исследования применения колтюбинга в России и за рубежом

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР А.Л. Неверов, доцент кафедры Бурения нефтяных и газовых скважин, канд. техн. наук, СФУ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Перечень разделов ВКР: Общие сведения о колтюбинговых установках: история их создания, мировой опыт применения колтюбинга, преимущества и область их применения, устройство колтюбинговых установок, принцип их конструирования и требования к конструированию агрегатов; Общие сведения о колоннах гибких труб: материалы для изготовления колонны, технология изготовления, механизм разрушения гибких труб, пути повышения надёжности колонны гибких труб; Буровые работы проводимые с помощью колтюбинга: оборудование, применяемое для бурения, буровые установки, расчёт параметров колонны гибких труб при бурении, особенности работы гибких труб.

Руководитель ВКР

подпись

А.Л. Неверов

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

К.Б. Карбушева

инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Аналитические исследования применения колтюбинга в России и за рубежом» содержит 61 страница текстового документа, 11 рисунков, 21 использованных источников.

Цель работы: Аналитические исследования применения колонны гибких труб (КГТ) в бурении скважин.

В данной работе проведён анализ использования колтюбинга в настоящее время, его возможность применения в бурении в будущем и дальнейшие перспективы развития в этой отрасли. Рассмотрены преимущества использования колонны гибких труб, её достоинства и недостатки.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 Колтюбинговые установки с колонной гибких труб	
1.1 История создания колтюбинговых установок и мировой опыт применения колонн гибких труб.....	5
1.2 Основные преимущества оборудования с использованием колонн гибких труб и область его применения.....	12
1.3 Требования к конструкции колтюбинговых установок. Принципы их конструирования.....	16
1.4 Устройство колтюбинговых установок для работы с колонной гибких труб	
2 Колонна гибких труб	
2.1 Материалы для изготовления колонны.....	33
2.2 Технология изготовления колонны.....	34
2.3 Механизм разрушения гибких труб	36
2.4 Пути повышения надежности колонны гибких труб.....	45
3 Буровые работы с использованием колонны гибких труб	
3.1 Особенности проведения буровых работ.....	46
3.2 Оборудование, применяемое для бурения.....	50
3.3 Буровые установки.....	51
3.4 Особенности расчета параметров колонны гибких труб при бурении.....	53
3.5 Особенности работы колонны гибких труб.....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Цель работы: Аналитические исследования применения колонны гибких труб (КГТ) в бурении скважин.

Анализ задач следующий:

- Подземный ремонт скважин с применением колтюбинговых технологий;
- Проведение буровых работ при помощи КГТ;
- Дальнейшие перспективы развития колтюбинга в бурении.

Колтюбинг занял немаловажное место в нефтегазовой промышленности. Активно разрабатываемые технологии с применением длинномерных безмуфтовых гибких труб, которые, обладая целым рядом преимуществ в бурении скважин, в настоящее время имеют большие перспективы развития в нашей стране. Всего в мире существует около 2000 колтюбинговых установок, более 200 из которых находятся в России.

Колтюбинг представляет собой в целом гибкие непрерывные трубы, предоставляющие доступ даже в боковые и горизонтальные стволы, которые гораздо преимущественнее традиционных сборных бурильных труб. Применять КГТ начали для осуществления наиболее простых операций при проведении ПРС – очистки колонны труб и забоев от песчаных пробок. При внедрении данной технологии использовали КГТ с наружным диаметром 19 мм. В настоящее время созданы буровые установки, работающие с колоннами диаметром 114,3 мм. При помощи КГТ с промежуточными значениями диаметров в этом диапазоне (19 – 114,3 мм) можно осуществлять практически весь набор операций подземного ремонта скважин и бурения.

Колтюбинг может быть использован для бурения новых скважин, для повторного вскрытия пласта, но наибольшую техническую и экономическую эффективность он имеет при бурении вторых наклонных или горизонтальных стволов из существующих скважин. Гибкие трубы позволяют проводить бурение на депрессии и увеличить дебит скважины в 3-8 и более раз.

Популярность применения колтюбинга объясняется высокой эффективностью и безопасностью проведения операций.

В настоящее время главной проблемой применения колтюбинга в бурении скважин является разработка и внедрение современного эффективного оборудования и методов его эксплуатации. Большинство компаний, использующих колтюбинговые агрегаты, применяют не более 5 технологий. Вследствие чего недостаточно высокая эффективность бурения. Поэтому, необходимо расширить диапазон применения колтюбинговых установок до 15-20 из известных ведущих технологий.

Для решения данной проблемы необходимо создание единого технического регламента по колтюбингу, который будет основываться как на зарубежном опыте и существующих в отрасли стандартах, так и на сложившейся технической и правовой базе РФ. Технический регламент определит правила и условия применения оборудования и технологий колтюбинга, требования к квалификации персонала, а также выступит стандартом для нефтяных и сервисных компаний, создавая единые условия качественного сервиса на всей территории РФ [1].

Перспективы дальнейшего применения КГТ обусловлены следующими факторами:

а) к настоящему времени создано оборудование, позволяющее работать с колоннами гибких труб практически всех необходимых диаметров и длин при высоких скоростях спуска и подъема;

б) обеспечена долговечность КГТ в условиях нейтральных и коррозионно-активных жидкостей.

Высокая эффективность работ, выполняемых с использованием КГТ, безусловно, повлияет на стратегию и тактику разработки месторождений в будущем. Прежде всего, это касается эксплуатации месторождений, расположенных в отдаленных и труднодоступных районах, а также тех, пластовая жидкость которых имеет аномальные свойства. Кроме того, при дальнейшем совершенствовании оборудования, обеспечивающего работу КГТ,

можно достичь высокой эффективности проведения всего комплекса работ, связанных с бурением, освоением, эксплуатацией и ремонтом горизонтальных скважин.

Основные ключевые направления развития данных технологий в России:

- а) расширение класса типоразмеров установок;
- б) повышение технического уровня оборудования, эксплуатационных характеристик агрегатов;
- в) разработка систем автоматизированного контроля за функционированием узлов агрегатов и технологическими процессами;
- г) создание установок с длинномерными безмуфтовыми трубами большого диаметра для забуривания вторых стволов и проходки горизонтальных участков скважин;
- д) обеспечение комплектности поставок;
- е) возможность сервисного обслуживания;
- ж) доступная стоимость.

1 КОЛТЮБИНГОВЫЕ УСТАНОВКИ С КОЛОННОЙ ГИБКИХ ТРУБ

1.1 История создания колтюбинговых установок и мировой опыт применения колонн гибких труб

Мировой опыт применения колонн гибких труб насчитывает более 35 лет. Впервые массовое использование гибких труб большой длины было осуществлено при проведении операции по форсированию Ла-Манша при высадке союзных войск во Франции, во время второй мировой войны. Для обеспечения снабжения войск горючим было развернуто 23 нитки трубопроводов по дну пролива: 6 трубопроводов были стальными с внутренним диаметром 76,2 мм, а остальные имели композиционную конструкцию – внутри

слой из свинца, снаружи стальная оплетка. Укладку стальных трубопроводов проводили с плавучих катушек диаметром порядка 12 м. На них были намотаны секции трубопроводов длиной 1220 м. Каждая секция, в свою очередь, состояла из сваренных встык труб длиной 6,1 м.

В 50-х годах Н.В. Богданов выдвинул идею использовать колонны гибких труб для спуска в скважину электропогружного центробежного насоса. Кабель, питающий погруженный электродвигатель, располагался внутри колонны гибких труб, что давало возможность ускорить процесс выполнения спускоподъемных операций при смене насоса и обеспечивало сохранность кабеля при эксплуатации искривленных скважин. Но практического применения данное предложение так и не получило, в связи с невозможностью реализации на тот период времени этой задумки.

В тоже время были разработаны конструкции буровых установок с применением непрерывных колонн гибких труб – шлангокабелей. Это были резинометаллические рукава большого диаметра. Созданием таких конструкций занимались специалисты Франции и нашей страны. Однако из-за ряда причин их промышленное внедрение не состоялось. Сложность в тот период времени представляла разработка технологии изготовления гибких труб, прочность и долговечность которых соответствовали бы условиям их эксплуатации [2].

Монополия на производство колтюбинговой техники принадлежит США и Канаде. Мировыми поставщиками являются американские компании National Oilwell-Varco (NOV), Stewart & Stevenson, канадские Foremost Industries и Hydraco Industries и др. Промышленное применение гибких труб в бурении началось в 90-е годы. Если в 1991 г. в США было пробурено всего 3 скважины, то к 1994 – уже 150, а к 2011 году их общее число приблизилось к 200. В Канаде за этот же период было пробурено 39 скважин. Их продукция до 2009 года доминировала и на российском рынке.

Однако в 1999 году российско-белорусская Группа ФИД разработала свой первый образец колтюбинговой установки для «Газпрома». Через два года

для серийного производства данного оборудования в Минске было создано специализированное предприятие «Фидмаш», которое в 2005 году ФИД и National Oilwell Varco преобразовали в СП. За короткое время «Фидмашу» удалось вытеснить с российского рынка зарубежных конкурентов и стать крупнейшим поставщиком подобной техники. Сегодня колтюбинговые установки производства Группы ФИД составляют 76%, а вместе с NOV соответственно 94% всех установок, работающих в России и странах СНГ. С 2000 года по 2011 «Фидмаш» поставили на российский рынок более сотни колтюбинговых установок.

«Ямал-Петросервис» одна из первых среди отечественных компаний освоила геофизические исследования скважин с использованием колтюбинговой установки, компании «Интегра-сервисы» удалось провести с помощью колтюбинга уникальные ловильные работы, с которыми не справились западные компании, а «Татнефть-АктюбинскРемСервис» - провести работы по переликвидации скважины, расположенной в акватории реки в зоне подтопления.

Компания «Роснефть» с 2010 года широко применяет технологии по сокращению цикла проведения гидроразрыва пласта с использованием колтюбинга на многопластовых скважинах в ООО «РН-Юганскнефтегаз». Данная инновационная технология представляет собой прогрессивную комбинацию двух сервисов: гидроразрыва пласта и гибких насосно-компрессорных труб с использованием современной компоновки низа колоны (КНК), позволяющую проводить гидропескоструйную перфорацию (ГПП) с подачей абразивного материала через гибкие трубы, изоляцию зон проппантом (если необходимо), промывку скважины по окончании стимулирования всех зон через колонну или НКТ и вызов притока скважины. Проведение работ по данной технологии без увеличения удельных затрат позволило снизить продолжительность цикла проведения гидроразрыва пласта на скважину в среднем на 13–35% в зависимости от количества зон [3].

На Ванкорском месторождении технология колтюбинга используется с 2009 года для проведения операций по нормализации забоя горизонтальных скважин после их закачивания или капитального ремонта, введению скважин в эксплуатацию и проведению каратюжа в действующих скважинах. Но если на месторождениях Западной Сибири компанией уже наработан значительный опыт проведения работ по колтюбингу, то на горизонтальных скважинах в Восточной Сибири внедрение этой технологии вызвало ряд сложностей. К числу инженерных сложностей относятся ограничения, связанные с реальной извилистостью ствола скважины, профилем заканчивания, характеристиками притока в скважину, составом тяжелой нефти и оборудованием.

Колтюбинговые технологии применяются на месторождениях «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза», филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ», «Газпромнефть-Хантоса» и «Магмы». Основные виды работ — освоение скважин после проведения операций гидроразрыва пласта, проведение ремонтных работ, в том числе аварийных, на фонде скважин для поддержания пластового давления (ППД) с целью нормализации забоя, восстановления проходного сечения эксплуатационных насосно-компрессорных труб (НКТ), проведение обработок призабойной зоны пласта и т.д.

История развития колтюбинга в ОАО АНК «Башнефть» берет начало с приобретения в конце 2003 года колтюбинговой установки М-20, производства ЗАО «ФИДМАШ» (Белоруссия) с грузоподъемностью инжектора 24 тонны. В следующем году в компанию поступила новая установка М1001. С использованием двух этих установок было отремонтировано 185 скважин в Туймазинском НГДУ, а с 2005 года проводятся работы во всех НГДУ компании. На добывающем фонде с применением БДТ 25,4 мм в 2009 году произведено 50, а в 2010 году 100 скв/операций. В настоящее время на месторождениях «Башнефти» внедрены технологии по комплексной обработке ПЗП нагнетательных скважин с применением углеводородных растворителей, кислот, а также метод гидросвабирования скважины (дренирование пласта

методом закачки воды и стравливания с использованием энергии пласта). Также используются технологии по кислотным, пенокислотным и нефтекислотным обработкам. Успешность работ при этом достигает 96,3%.

Основным препятствием для достижения полного охвата является неподготовленность скважин к проведению ремонтов (перекрытие интервала перфорации, наличие утолщенных переводников в колонне НКТ, наличие пакеров с малым диаметром проходного отверстия, негерметичность установленных пакеров). В бурении колтюбинговые установки пока не используются. Сложности с применением колтюбинга связаны в основном с тем, что в глубинно-насосном оборудовании, спущенном в скважины, часто встречаются нестандартные переводники и другое оборудование, ограничивающее проход ГНКТ по диаметру.

1.2 Основные преимущества оборудования с использованием колонн гибких труб и область его применения

Технологии колтюбинга имеют существенные преимущества по сравнению с традиционными:

при исследовании скважин

- ✓ обеспечение возможности доставки приборов в любую точку горизонтальной скважины;

- ✓ высокая надежность линии связи со спускаемыми приборами;

при выполнении подземных ремонтов

- ✓ отсутствует необходимость в глушении скважины и, как одно из следствий, не ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны продуктивного пласта;

- ✓ сокращается время проведения спускоподъемных операций за счет исключения свинчивания (развинчивания) резьбовых соединений колонны труб;

✓ уменьшается период подготовительных и заключительных операций при разворачивании и свертывании агрегата;

✓ исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;

при проведении буровых работ

✓ исключается возникновение ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;

✓ обеспечивается возможность бурения с использованием в качестве бурового раствора нефти или продуктов ее переработки.

✓ позволяет осуществлять вскрытие продуктивного пласта оптимальным образом и совмещать процесс бурения с отбором пластовой жидкости.

- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования, и вплоть до его свертывания;

- отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием колонны гибких труб;

- значительное улучшение условий труда работников бригад подземного ремонта при выполнении всего комплекса операций;

- существенный экономический эффект в результате применения колонн гибких труб как при ремонте, так и при проведении буровых работ.

Колтюбинговые установки применяются для ремонтно-восстановительных и технических работ, выполняемых на добывающих скважинах, а в последнее время для бурения как новых, так и вторых наклонных и горизонтальных стволов, крупнейшими компаниями: ОАО «Сургутнефтегаз», АНК «Лукойл», АНК «Татнефть», АНК «Башнефть» и др. Операции, совершаемые с помощью гибких насосно-компрессорных труб: промывка и очистка забоя; освоение после гидрорарыва пласта (промывка и

освоение азотом); химические обработки призабойной зоны (кислоты, растворители, щелочи); ликвидация гидратно-парафиновых пробок и растепление скважин; очистка парафиновых отложений по стволу скважин; установка цементных мостов и ликвидация скважин; изоляция отдельных интервалов перфорации; разбуривание цементных мостов, пробок; ловильные работы; работа с каротажным кабелем, установленным внутри гибких труб (каротажные работы в горизонтальных скважинах, видеосъёмка в скважинах, спуск и активация стандартных зарядов на ГНКТ); гидropескоструйная перфорация; резка колонн НКТ; мультистадийные ГРП; заканчивание скважин трубами ГНКТ.

Поскольку в комплекс КГТ не входят мачты или вышки, являющиеся необходимой составляющей традиционного нефтепромыслового оборудования, его удобно применять на морских платформах и различных эстакадах с ограниченными размерами рабочих площадок.

Достоинства применения колтюбинга:

- снижение повреждения пласта при бурении на депрессии;
- уменьшение воздействия на пласт скачкообразным давлением;
- меньшие размеры площадки для бурения, меньший уровень шума, меньшая высота установки;
- быстрота СПО за счет непрерывной трубы;
- меньшие мобилизационные затраты;
- увеличение механической скорости бурения;
- меньшее количество персонала;
- быстрая кабельная телеметрия и лучший контроль траектории ствола скважины сокращение затрат на вызов притока после бурения;
- снижение затрат на буровой раствор;
- возможность осуществления добычи флюида в процессе бурения в некоторых случаях.

Наряду с многочисленными достоинствами применения колтюбинга имеет и некоторые недостатки:

- самопроизвольное и неконтролируемое скручивание КГТ;
- невозможность принудительного проворота КГТ;
- ограниченная длина труб, намотанных на барабан;
- сложность ремонта КГТ в промысловых условиях.

В процессе колтюбингового бурения следует учитывать некоторые моменты:

- Бурение скважин без необходимости СПО;
- Бурение на депрессии;
- Применение в особых случаях БЖД;
- Увеличение скорости проходки совместно с увеличением производительности бурения в наклонно-направленных скважинах.

1.3 Требования к конструкции колтюбинговых установок. Принципы их конструирования.

Сегодня востребованы более мощные колтюбинговые установки и более сложные операции, проводимые с их помощью.

Операции с применением колонны гибких труб:

- а) транспортные операции по доставке оборудования на место проведения работ;
- б) спуск и подъем колонны гибких труб;
- в) подготовка технологической жидкости, применяемой при ремонте скважины, – доставка жидкости, ее подогрев и т.д.;
- г) собственно подземный ремонт – промывка пробок, сбивка клапана и т.д. К этой же группе операций относится и закачка жидкости в скважину;
- д) операции по восстановлению свойств технологической жидкости, использованной в процессе подземного ремонта, – дегазация, очистка и подогрев. При определенной организации работ эта группа операций может не выполняться.

Конструкции колтюбинговой установки необходимо быть компактными, чтобы их можно было монтировать на автомобильном шасси с проходимостью, обеспечивающей передвижение в условиях намывных кустов и дорог без твердого покрытия. Оборудование агрегата должно работать при температуре окружающей среды от -45 до $+45$ °С и быть стойким к агрессивным средам. Важно, избежать при монтаже и демонтаже на устье скважины дополнительной грузоподъемности оборудования [4].

Агрегат должен обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

а) очистку эксплуатационных колонн от гидратопарафиновых пробок путем промывки горячим соевым раствором с плотностью до 1200 кг/м³ и температурой до 150 °С;

б) удаление песчаных пробок;

в) извлечение бурового раствора из скважины;

г) ловильные работы при капитальном ремонте скважин (КРС);

д) цементирование скважин под давлением;

е) кислотные обработки под давлением;

ж) разбуривание цемента;

з) изоляцию пластов.

Основное оборудование должно состоять из набора блоков.

Первый блок включает:

– катушку с колонной гибких труб;

– монтажное устройство;

– инжектор – устройство, транспортирующее КГТ;

– кабину управления агрегатом;

– насосную (компрессорную) станцию для очистки гибкой трубы от технологической жидкости.

Второй блок включает:

– емкость для технологической жидкости (8 – 10 м³), снабженную теплоизоляцией;

- нагревательное устройство для технологической жидкости. В конструкции следует предусматривать устройства, обеспечивающие ликвидацию отложений на стенках теплообменника нагревателя;

- насос объемного действия для перекачивания технологической жидкости с максимальной подачей 30 л/с и давлением до 70 МПа. Привод насоса осуществляется от ходового двигателя агрегата.

В состав вспомогательного оборудования, которым должна укомплектовываться установка, входят:

- уплотнительный элемент устьевой гибкой трубы;
- четырехсекционный противовыбросовый превентор;
- комплект быстроразборного манифольда для технологической жидкости;
- прибор, регистрирующий нагрузку от веса колонны труб;
- комплект внутрискважинного инструмента (локаторы конца трубы, шарнирные отклонители, разъединитель с извлекающим устройством, центраторы колонны, обратные клапаны, струйные насадки, ясы и акселераторы и т.п.).

В комплект оборудования входит инструмент:

- полный комплект инструмента, необходимого для выполнения технологических операций и технического обслуживания агрегата;
- запасные части, которыми установка должна быть обеспечена на три года ее эксплуатации.

Конструкция установки должна соответствовать требованиям техники безопасности, действующим в нефтяной и газовой промышленности:

- а) система освещения установки должна быть защищена от взрывов и обеспечивать освещенность на устье скважины, равную 26 лк;
- б) уровень звукового давления на рабочих местах не должен быть выше 85 дБ;
- в) площадки, расположенные на высоте более 1 м, должны иметь перильные ограждения высотой не менее 1 м;

г) для подъема на платформу агрегата нужны маршевые лестницы с перильными ограждениями шириной не менее 0,75 м;

д) выхлопную систему двигателей агрегатов следует снабжать искрогасителями;

е) пост управления агрегатом нужно размещать с учетом хорошей видимости рабочих мест, как у скважины, так и на других участках;

ж) расположение центра тяжести агрегата должно обеспечивать его устойчивое положение при перемещении по дорогам с уклоном до 25° в осевом направлении и до 15° в боковом;

з) агрегат необходимо снабжать электрической панелью с выходом 220/50В для освещения, зарядным устройством и трансформатором-выпрямителем на 24В постоянного тока для подзарядки аккумуляторов и аварийным освещением.

Нельзя, чтобы размеры конструкции при транспортировке превосходили по высоте 4,5 м, а по ширине – 3,2 м.

Разработка колтюбинговой установки состоит из нескольких этапов. Начальные этапы являются самыми важными в конструировании, на них устанавливается сама суть будущей установки её вид и параметры.

На первом этапе устанавливают объём операций: их количество и номенклатуру. Выделяют группы похожих по характеру проводимых операций. Устанавливают требования к узлам агрегатов. При этом учитываются характеристики фонда скважин.

На втором этапе конструирования необходимо определить габариты, весовые характеристики и мощность агрегатов. Для этого произвести отбор пригодных применимых схем основных узлов колтюбинговой установки.

На последующих стадиях устанавливается компоновка для узлов агрегата, соответствующие им транспортные базы и тип приводного двигателя (ходовой или палубный) и его характеристики.

В случае если хотя бы одна из схем установки не будет соответствовать оптимальным требованиям применения, то это приведет, либо к увеличению массы и стоимости, либо усложнению обслуживания и ремонта.

1.4 Устройство колтюбинговых установок для работы с колонной гибких труб

Существуют два класса мобильных колтюбинговых установок, применяемых для бурения и заканчивания скважин: традиционные и гибридные.

Традиционная колтюбинговая установка, с тяговым усилием инжектора 40т, гибкой трубой диаметром 60,3 мм и длиной до 3500м или диаметром 73 мм и длиной 2200м представляет собой комплексную установку, смонтированную на полуприцепе с седельным тягачом повышенной проходимости. Она включает барабан с гибкой трубой, механизм подачи трубы (инжектор), направляющую трубу ("гусак") с изменяющимся радиусом для подачи труб в инжектор, кабину оператора с панелью управления и автономный силовой блок для обеспечения энергией барабана, инжектора и органов управления поста оператора. В состав комплекса входит: устьевое сборное основание под инжектор с самоподъемной вышкой, комплект устьевого противовыбросового оборудования с шлюз-лубрикатором. Вышка и шлюз-лубрикатор предназначены для проведения работ по спуску и подъему компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в скважину под давлением.

Гибридная установка предусматривает возможность объединения буровых работ с применением бурильных труб с резьбовыми соединениями с преимуществами использования длинномерной безмуфтовой гибкой трубы. Такие установки представляют собой комбинацию обычной буровой вышки и установки с гибкими трубами [5].

Основные компоненты компоновки колтюбинговой установки:

Инжектор, гусак, рабочая катушка, кабина оператора, двигатель гидравлического оборудования, стрип-пакер, кран, блок превенторов, противовыбросовое устройство и переходники для устьевого оборудования.

В зависимости от проводимых работ компоновка может включать дополнительное оборудование:

Насосы для закачки рабочей жидкости, насосы для закачки азота, штуцера гидравлические, или регулируемые вручную, лубрикаторы, лубрикаторы, устанавливаемые под блоком превенторов, кольцевой превентор, дополнительный превентор, проходной тройник, система циркуляции бурового раствора, обвязочные линии, каротажное оборудование, различные компоновки погружного оборудования, и т. д.

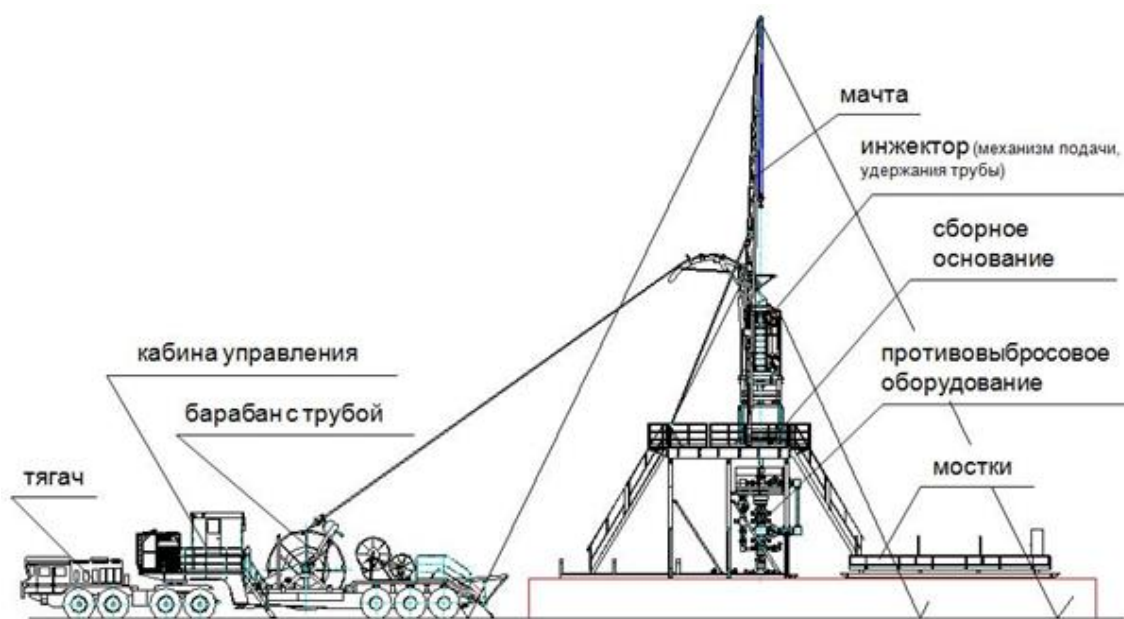


Рисунок – 1 Общий вид колтюбинговой установки

Колонна гибких труб или ее часть, не находящаяся в скважине, располагается на барабане, конструкция которого имеет вид цилиндрической бочки, как правило, подкрепленной изнутри ребрами и снабженной по бокам ребордами или радиально расположенными стержнями. Если используют последние, то между ними чаще всего натягивают металлическую сетку, исключающую попадание между витками посторонних предметов. Барабан

вращается на валу, установленном на подшипниках качения. Для фиксации "мертвого" конца гибкой трубы, намотанной на барабан, его бочка имеет зажимы. Диаметр последней в зависимости от диаметра гибкой трубы изменяется от 1,6 до 2 м, а ширина составляет в среднем 1,8 – 2,5 м. "Мертвый" конец гибкой трубы соединяется через задвижку, а в ряде случаев и через обратный клапан с каналом, просверленным в валу барабана. У выхода из отверстия на торце вала размещают вертлюг, обеспечивающий подачу технологической жидкости от насосов в полость вала и далее в колонну гибких труб.

Необходимость установки задвижки обусловлена требованиями безопасности – в случае потери герметичности вертлюга или трубопроводов манифольда она обеспечивает герметичность внутренней полости колонны гибких труб, находящихся в скважине, и исключает неконтролируемое истечение жидкости в окружающее пространство. Наиболее предпочтительной является конструкция узла с задвижкой, а не с обратным клапаном, поскольку с ее помощью при возникновении аварийной ситуации можно оперативно управлять процессом и уменьшать гидравлические потери при течении технологической жидкости.

Узел крепления "мертвого" конца трубы, соединительные элементы и задвижку располагают во внутренней полости бочки барабана. В некоторых конструкциях там же размещают и привод барабана – гидромотор и редуктор.

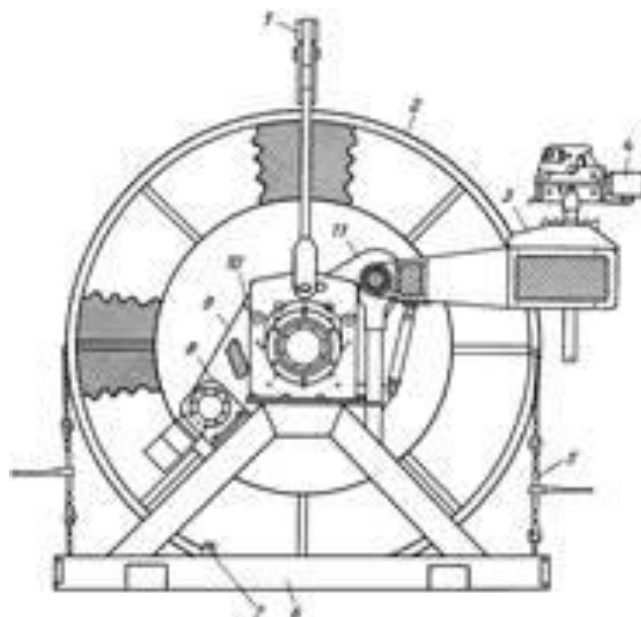


Рисунок – 2 Конструкция барабана для хранения колонны гибких труб:

1 – траверса; 2 – катушка для намотки КГТ; 3 – механизм укладчика; 4 – подвижная каретка укладчика; 5 – стопор катушки; 6 – рама; 7 – фиксатор; 8 – привод катушки; 9 – трансмиссия; 10 – крышка опоры подшипника

В комплект барабана для гибкой трубы входит и ее укладчик – устройство для обеспечения ровной укладки витков трубы при ее разматывании и наматывании. В настоящее время общепринято монтировать укладчик в виде двухзаходного винта, перемещающего каретку по направляющим. Через нее пропускается гибкая труба, наматываемая на барабан. Винт приводится в действие от вала барабана посредством цепной передачи. Ролики каретки, направляющие гибкую трубу, соединяются гибким тросом со счетчиком, регистрирующим глубину ее спуска. Специалисты некоторых фирм считают необходимым дублирование счетчиков, устанавливая один непосредственно на каретке, а второй – в кабине оператора.

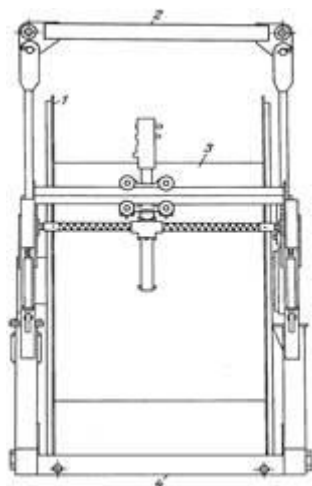


Рисунок – 3 Укладчик гибкой трубы:

1 – реборда; 2 – траверса; 3 – бочка барабана; 4 – рама

Узел, в который входит барабан, может быть неподвижно закреплен на раме агрегата или иметь вертикальную ось, позволяющую ему поворачиваться с небольшими отклонениями ($15 - 20^\circ$), что приводит к снижению нагрузки на элементы агрегата при разматывании или наматывании витков трубы, находящихся на краях барабана. Однако в этом случае усложняются конструкции и рамы, и узла барабана.

Для обеспечения смазки поверхности трубы, направляемой в скважину, и защиты ее от коррозии после извлечения на поверхность проводят орошение (смачивание) трубы, намотанной на барабан. Для этого вдоль нижней части барабана устанавливают распылители, а под ним самим – сборник.

Жидкость, приготовленную на углеводородной основе, на поверхность трубы подает насос при вращении барабана, ее излишки стекают с витков, намотанных на последний, в сборник и опять поступают на прием насоса.

Известны конструкции, где для упрощения процесса смачивания поверхности труб барабан располагают в картере, размер которого подбирают таким образом, чтобы витки трубы, лежащие на барабане, были погружены в смазывающую жидкость. В нижней части картера имеется дренажный трубопровод, служащий для слива скапливающейся там воды.

Транспортер обеспечивает перемещение колонны гибких труб в нужном диапазоне без проскальзывания рабочих элементов и повреждений наружной поверхности трубы и ее геометрии. Существует два способа конструирования транспортеров – с одной и двумя тяговыми цепями, оснащенными плашками. С помощью гидравлических цилиндров плашки прижимаются к гибкой трубе [6].

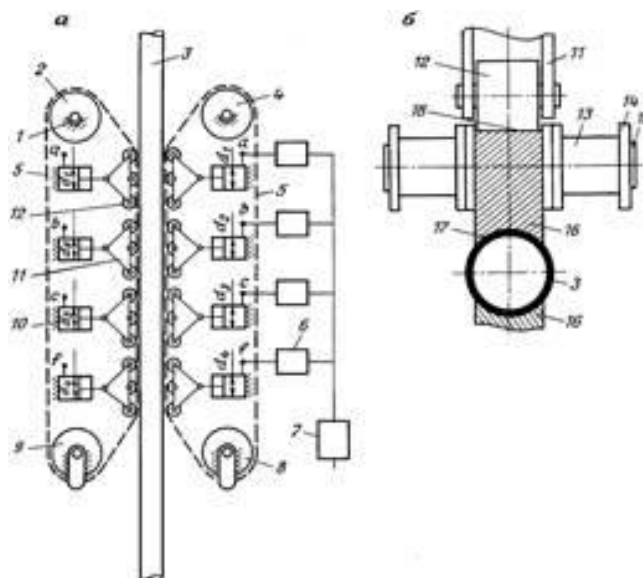


Рисунок – 4 Принципиальная схема транспортера с двумя цепями (а) и поперечное сечение его узла плашек (б): а, б, с, ф – точки подвода жидкости от вторичных регуляторов к цилиндрам прижима

На корпусе 1 слева и справа от гибкой трубы 3 расположены две двухрядные цепи 5, состоящие из пластин 14 и втулок 13. Звенья цепей соединены пальцами 15 и снабжены плашками 16. Плашки расположены между звеньями цепей. Каждая плашка установлена на двух пальцах, которые друг с другом соединены "в замок", в результате чего их тыльные поверхности 18 образуют непрерывную плоскость. Каждая плашка выполнена с возможностью небольшого (порядка 3 – 5°) углового перемещения относительно одного из пальцев (верхнего) цепи. Это позволяет плашкам проводить самоустановку рабочей поверхности 17 относительно гибкой трубы. Тыльные поверхности плашек взаимодействуют с роликами 12, которые не более чем по три штуки закреплены в каретках 11. Последние прижимаются к цепи посредством

гидравлических цилиндров 10. Жидкость в полости последних поступает от регуляторов давления 6, к которым попарно присоединены цилиндры, находящиеся слева и справа от гибкой трубы. К регуляторам давления рабочая жидкость гидропривода поступает от насосной станции 7. Для обеспечения постоянного соотношения усилий прижима плашек диаметры d_1 – d_4 гидроцилиндров 10 могут быть различными.

Цепи с плашками перекинуты через звездочки ведущие 2, 4 и направляющие 8, 9. Для обеспечения синхронности перемещения цепей валы ведущих звездочек кинематически связаны синхронизирующими шестернями (на схеме не показаны). Каждая верхняя звездочка через редуктор соединена с гидравлическим мотором (на схеме не показаны), приводящим ее в действие. Питание гидромоторов осуществляется от насосной станции агрегата подземного ремонта, в состав которого входит описываемое устройство. Конструкция осей, на которых установлены нижние звездочки 8 и 9, предусматривает возможность их вертикального перемещения и с помощью натяжных гидроцилиндров (на схеме не показаны).

Характерные размеры каретки, плашки и цепи следующие: расстояния между осями роликов на каретке и между осями роликов соседних кареток равно шагу цепи, а длина рабочей поверхности плашки меньше или равна шагу цепи.

Работа транспортера для перемещения колонны гибких непрерывных труб агрегата подземного ремонта скважин происходит следующим образом.

При движении трубы 3 гидроцилиндры 10 прижимают каретки 11 с роликами 12 к тыльной поверхности 18 плашек 16, а они, в свою очередь, рабочей поверхностью 17 соприкасаются с поверхностью гибкой трубы 3. Крутящий момент от гидромоторов передается редукторами к ведущим звездочкам 2 и 4, которые обеспечивают перемещение цепей 5 и соединенных с ними плашек в нужном направлении. При движении плашек 16 ролики 12 катятся по их тыльной поверхности 18.

Геометрические соотношения размеров плашек и кареток обеспечивают гарантированное приложение нагрузки, создаваемой гидроцилиндром, к какой-либо плашке в любом ее положении. Заданный размер рабочей части плашки исключает деформирование поверхности трубы в периоды вхождения в контакт с плашкой и выхода из него.

При наличии каких-либо дефектов гибкой трубы (например, местное смятие, вспучивание, нарушение правильной геометрии) отклоняется от своего нормального положения и плашка, контактирующая с поверхностью трубы в этой зоне.

Необходимый закон изменения тягового усилия по длине контакта плашек с трубой устанавливается регуляторами давления 6 и изменениями диаметров цилиндров 10.

Принципиальная схема транспортера с одной цепью приведена на рис.5. В данном случае перемещение трубы осуществляется посредством одной цепи, несущей на себе шарнирно соединенные плашки (по существу используются две параллельно установленные однорядные цепи, между которыми располагаются плашки). Устройство состоит из корпуса, в верхней части которого размещен вал ведущей звездочки, а в нижней – ведомой. Вращение ведущего вала обеспечивается с помощью цепного редуктора, приводимого в действие от гидромотора. Как и в ранее рассмотренной схеме, в конструкции нижнего вала предусмотрена возможность перемещения его в вертикальном направлении, что позволяет регулировать натяжение цепи. Гидравлические цилиндры находятся на внешней стороне корпуса.

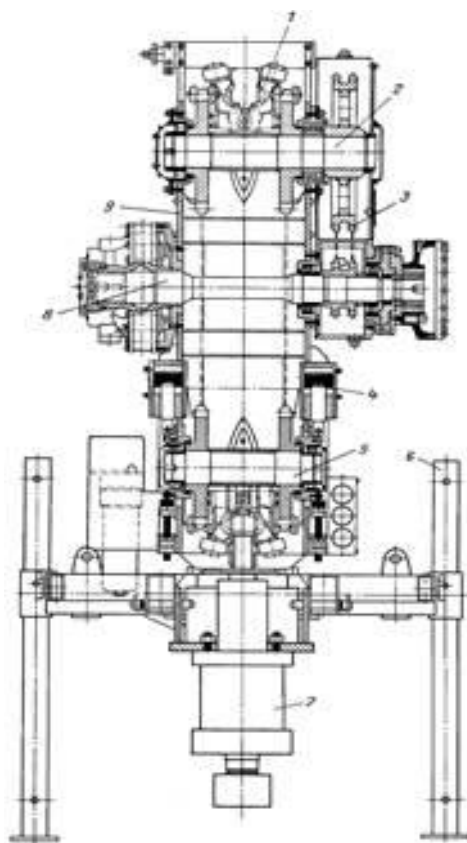


Рисунок – 5 Принципиальная схема транспортера с одной цепью:

1 – узел раскрывающихся плашек; 2 – ведущий вал со звездочками; 3 – цепная понижающая передача; 4 – гидравлические цилиндры натяжения цепей; 5 – ведомый вал со звездочками; 6 – опора транспортера; 7 – герметизатор устья; 8 – гидромотор; 9 – корпус

Плашки, захватывающие трубу, выполнены таким образом, что ось пальцев цепей пересекается с осью гибкой трубы и перпендикулярна ей. Это обеспечивает передачу на цепи только вертикально направленных сил без эксцентриситета относительно оси каждой из них. В результате цепь передает только растягивающую нагрузку, изгибающие моменты в любых плоскостях отсутствуют. Внутри корпуса каждой плашки расположены два шарнирно закрепленных захвата, в средней части они снабжены сменными плашками, взаимодействующими с трубой, а на конце, противоположном шарниру, имеют ролики. Именно они взаимодействуют с прижимным устройством в той зоне, где должен быть обеспечен контакт плашек и трубы. На рис.6 плашки, находящиеся в верхних положениях в зоне звездочек, показаны раскрытыми.

При подходе к рабочему участку плашки закрываются и плотно охватывают гибкую трубу [7].

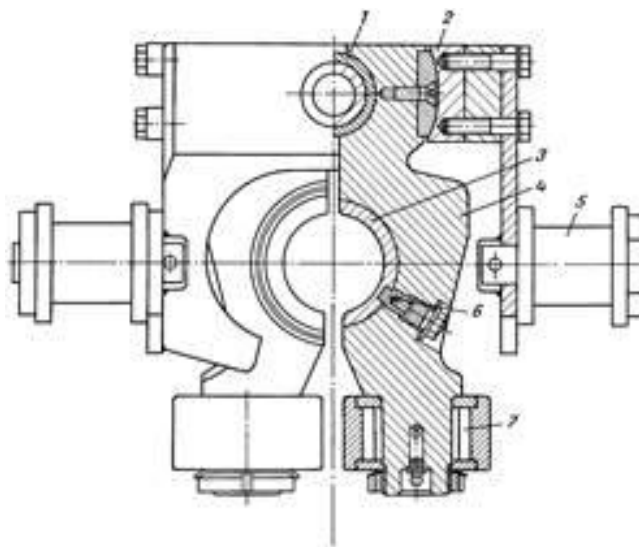


Рисунок – 6 Поперечное сечение узла плашек, захватывающих трубу:

1 – ось вращения плашек; 2 – каретка; 3, 4 – соответственно вкладыш и корпус плашек

При взаимодействии плашек с трубой возможны три варианта приложения сил:

- а) при $R_{тр.н} < R_p$ возникает ситуация, изображенная на рис. 7,а;
- б) при $R_{тр.н} > R_p$ имеет место вариант, представленный на рис. 7,в;
- в) при $R_{тр.н} = R_p$ характерной является картина, изображенная на рис. 7,б.

Здесь $R_{тр.н}$ – наружный радиус гибкой трубы, R_p – радиус кривизны контактной поверхности плашек.

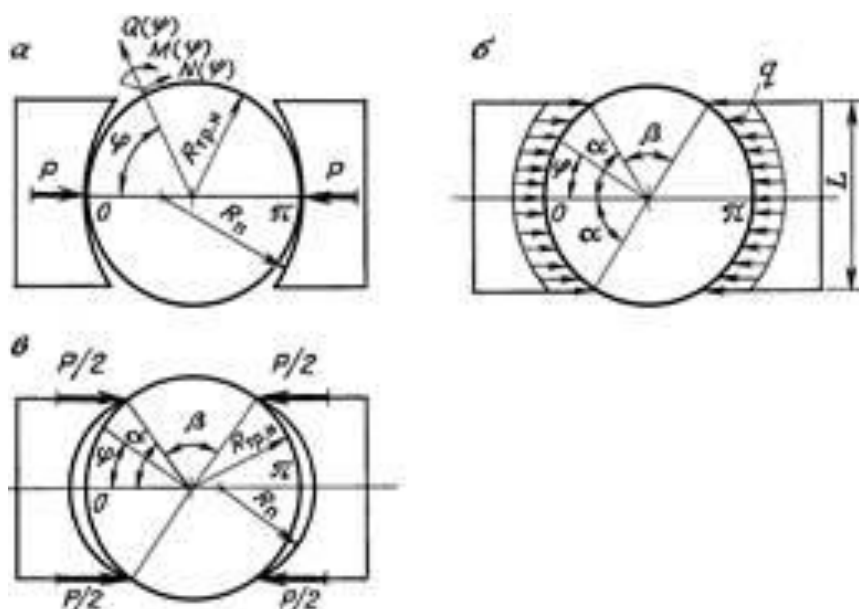


Рисунок – 7 Схема взаимодействия плашек транспортера с гибкой трубой при сжатии трубы: а – двумя сосредоточенными силами, б – равномерно распределенной нагрузкой, в – двумя парами сосредоточенных сил

Картины взаимодействия плашки и трубы, представленные на рис. 7 а,в, могут наблюдаться не только при несоответствии размеров трубы и плашки, но и при деформации поперечного сечения трубы. Помимо этого встречаются и другие варианты приложения нагрузки, например, несимметричный. В этом случае каждая из плашек по-своему взаимодействует с трубой.

Механизм укладчика трубы на барабан обеспечивает ее плотную регулярную намотку без образования пережимов и петель. При работе в штатном режиме перемещение каретки укладчика должно быть синхронизировано с вращением барабана.

На ряде установок работой укладчика трубы на барабан оператор управляет вручную. В таких условиях он должен концентрировать свое внимание на приборах пульта управления, поэтому подобную конструкцию следует считать не соответствующей современному уровню развития оборудования данного типа.

В то же время механизм укладчика должен обеспечивать возможность ручной корректировки укладки трубы, что обусловлено, например, неизбежным смещением наружных витков при транспортировании агрегата со скважины на

скважину, отклонением наружного диаметра от номинального из-за смятия трубы, погрешности ее изготовления и т.д.

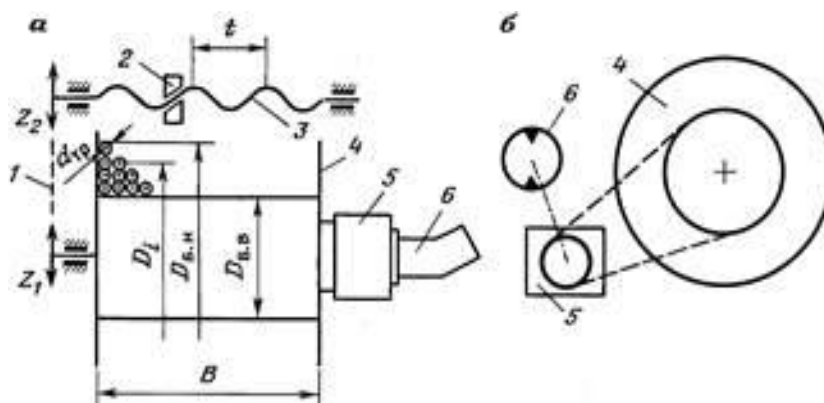


Рисунок – 8 Кинематическая схема барабана для наматывания колонны гибких труб и их укладчика при использовании планетарного редуктора (а) и цепной передачи (б): 1 – цепная передача привода механизма укладки КГТ (Z_1, Z_2 – число зубьев звездочек); 2 – каретка; 3 – ходовой винт; 4 – катушка; 5 – планетарный редуктор; 6 – гидравлический мотор

Кинематическая схема укладчика включает каретку, установленную на ходовом винте с шагом t , цепную передачу (или передачи) с передаточным отношением i , обеспечивающую синхронизацию движения каретки и барабана. Ведомая звездочка цепной передачи соединена с ходовым винтом посредством кулачковой муфты. Ходовой винт также имеет привод от гидромотора, вал которого соединен с ходовым винтом через редуктор.

Условие согласования перемещения каретки и вращения барабана следующее: один оборот барабана должен соответствовать перемещению каретки на величину, равную диаметру гибкой трубы.

Частота вращения ходового винта:

$$n_{x.v} = n_b (Z_1 / Z_2),$$

где n_b – частота вращения барабана; Z_1, Z_2 – число зубьев соответственно ведущей и ведомой звездочек ($Z_1 / Z_2 = i$).

Перемещение каретки по ходовому винту:

$$s = t n_{x.v} = t n_b Z_1 / Z_2.$$

За один оборот барабана каретка должна переместиться на величину диаметра укладываемой трубы, т.е. $s = d_{тр}$.

Тогда

$$d_{тр} = t(Z_1/Z_2) = t_i.$$

Таким образом, кинематические характеристики укладчика трубы не зависят от емкости барабана и числа рядов труб на нем, а определяются только шагом винта укладчика и передаточным отношением синхронизирующей цепной передачи [8].

Привод включает в себя двигатель, обеспечивающий энергией все системы агрегата, и трансмиссию.

В зависимости от параметров агрегата принято использовать следующие схемы приводов:

а) для легких установок – двигатель транспортной базы, т.е. ходовой двигатель серийного автомобильного шасси;

б) для средних и тяжелых установок используют один из двух вариантов:

- палубный двигатель при выполнении агрегата на прицепе, транспортируемом обычным автомобилем-тягачом. При этом число блоков, когда каждый смонтирован на отдельном прицепе, а в целом составляющих единый комплекс, может быть равно двум или трем;

- двигатель, мощность которого определяется согласно условию обеспечения энергией агрегата при монтаже его на специально спроектированном автомобильном шасси. При этом для передвижения используют двигатель агрегата. По существу данный двигатель является палубным, который применяют в качестве ходового. Как и в предыдущем случае, агрегат представляет комплекс, состоящий из двух-трех автономно передвигающихся устройств.

Наиболее простой и рациональной является кинематическая схема легкого агрегата при условии его полной гидрофикации. Последнее позволяет компоновать оборудование агрегата исходя из оптимальных условий взаимного

расположения его компонентов как для обеспечения функционирования агрегата на скважине, так и для выполнения требований, предъявляемых к нему как к транспортному средству.

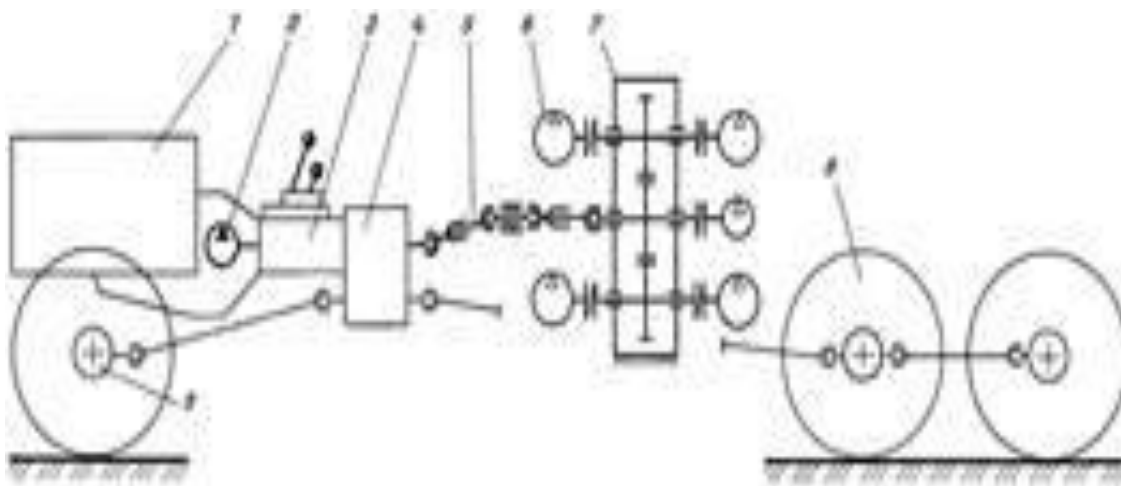


Рисунок – 9 Кинематическая схема агрегата ПРС легкого типа:

1 – ходовой двигатель автомобильного шасси; 2 – насос масляный, входящий в состав силового агрегата шасси; 3 – коробка перемены передач шасси; 4 – коробка отбора мощности; 5 – карданный вал отбора мощности; 6 – насос гидросистемы агрегата; 7 – раздаточный редуктор; 8 – задняя тележка шасси; 9 – передний мост шасси

При использовании стандартного автомобильного шасси кинематическая схема установки включает ходовой двигатель 1, коробку перемены передач 3, коробку отбора мощности 4 (все перечисленные узлы являются неотъемлемой частью шасси), вал отбора 5 мощности, раздаточный редуктор 4, на котором закреплены насосы гидросистемы 6 (число последних определяется особенностями гидравлической схемы агрегата), передний мост 9 и заднюю тележку 8.

В зависимости от типа шасси и конструкции агрегата кинематическая схема раздаточного редуктора может быть последовательной, параллельной или комбинированной.

Последовательная схема предполагает передачу энергии от ведомого вала последовательно через все ступени зубчатой передачи. В этом случае первая ступень передает полную мощность, а каждая последующая – часть ее,

за исключением отобранной на предыдущем валу. Параллельная схема предполагает поступление энергии от одного ведущего вала к нескольким ведомым. При этом каждая пара шестерен передает только ту энергию, которая необходима для вращения ведомым валом соединенных с ним насосов. Комбинированная схема основана на совместном использовании двух предыдущих вариантов.

Применение той или иной схемы устанавливается по наличию свободного места на шасси транспортной базы и возможной конфигурации раздаточного редуктора. С точки зрения достижения необходимых весовых параметров и показателей надежности наилучшей является схема с параллельными потоками энергии, поскольку она позволяет обеспечивать наиболее благоприятный режим нагружения основных деталей редуктора.

Мощность, передаваемая к гидроприводу установки, зависит от осуществляемых им функций при выполнении конкретных операций.

Вспомогательные операции заключаются в приведении в действие гидравлических домкратов агрегата и привода грузоподъемных устройств, работающих при разворачивании и свертывании установки.

К основным операциям относятся:

Перемещение колонны гибких труб. Можно выделить несколько основных режимов при перемещении труб, например, их движение с максимальной и минимальной скоростью, которые отличаются в 10 – 15 раз и соответственно определяют величины необходимых мощностей. По затрачиваемой мощности следует выделить движение колонны вниз и вверх. В первом случае необходимое давление рабочей жидкости, определяемое настройкой тормозного клапана, минимально. Кроме того, в процессе спуска труб транспортер должен обеспечить усилие, требуемое для разматывания трубы с барабана и перемещения ее через укладчик и канал транспортирования. При этом необходимая мощность минимальна и ее в общем балансе можно принимать равной нулю. Максимальное усилие при перемещении труб будет

иметь место при ходе вверх и определяться весом колонны труб и силами трения [9].

Отметим, что термин "максимальное усилие" не означает максимального усилия, на которое рассчитан транспортер и которое он должен обеспечивать при возникновении аварийной ситуации. К последней следует отнести случай прихвата колонн гибких труб. При возникновении подобной ситуации перемещение последней осуществляется на минимальной скорости.

Наматывание (разматывание) трубы на барабан. При наматывании трубы на барабан привод должен обеспечивать его вращение с крутящим моментом, необходимым для деформирования трубы в процессе ее проводки по всей длине канала. Величина этого момента зависит от диаметра, толщины стенки и прочностных свойств гибкой трубы, но на нее не влияет скорость подъема КГТ [10].

Частота вращения барабана определяется скоростью перемещения трубы транспортером. При проведении расчетов следует учитывать ее максимальную величину.

При спуске трубы в скважину и сматывании ее с барабана привод не затрачивает энергию на эти процессы. Барабан раскручивается за счет натяжения трубы, создаваемого транспортером.

Нагнетание технологической жидкости в колонну гибких труб. При спуске и подъеме колонны, а также выполнении технологических операций по удалению пробок или бурении в колонну подается технологическая жидкость. Независимо от длины колонны, спущенной в скважину, гидродинамические потери в колонне постоянны и определяются ее длиной. Влиянием кривизны труб, намотанных на барабан, при проведении большинства расчетов можно пренебречь. При проведении технологических операций насос, подающий жидкость, должен преодолевать еще и перепад давления на забойном двигателе либо на гидромониторной насадке.

Подъем и спуск колонны можно выполнять не при максимальной подаче технологической жидкости, а при некотором минимально возможном ее

значении, обеспечивающем безопасное выполнение работ. Поэтому при расчетах принимают и минимальную, и максимальную величины подачи.

Для определения необходимой мощности приводного двигателя дан сравнительный анализ мощностей, потребляемых основными узлами агрегата, при выполнении различных технологических операций, качественные оценки которых приведены ниже.

Виды колтюбинговых компоновок

Перо НКТ – Компоновка с пером НКТ представляет собой часть трубы, обрезанной под углом $\pm 30^\circ$ по продольной оси с удаленными заусенцами. Острый конец слегка загнут назад, чтобы не зацепиться за что-либо в скважине.

Промывочный наконечник – обычно включает в себя запрессованное соединение у нипельного конца переходника и промывочную насадку. Промывочный наконечник часто используется для промывки рыхлой засыпки и проппанта, для закачки цемента, кислоты и т. д.

Перфорационная компоновка – включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, сборку двухстворного обратного клапана, сборку гидравлического разъединителя, циркуляционный клапан, локатор конца НКТ, отводной переводник шарового типа, выдвижной переводник, запорный циркуляционный переводник, взрывную головку, приводимую в действие давлением, и перфорационные заряды, спускаемые на НКТ. Данные компоновки используются для перфорации хвостовиков в скважинах с большим углом отклонения и горизонтальных скважинах, где спуск оборудования на каротажном кабеле невозможен.

Компоновка для ловильных работ - включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, гидравлический разъединитель, центратор, шарнирное соединение, акселератор, направленный вверх, или вниз, проходной патрубков, циркуляционный клапан, гидравлические ясы, направленные вверх, или вниз и гидравлически управляемое спускное/подъемное оборудование. Ловильные работы могут включать установку и удаление цементных мостов и устройства для регулирования дебита, спуск через НКТ гравийных фильтров в

горизонтальных и направленных скважинах, и многие другие стандартные ловильные и каротажные работы.

Компоновка для разбуривания фрезой или долотом - включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, сборку гидравлического разъединителя, циркуляционный клапан и комбинацию долота и двигателя. Данные компоновки могут применяться для разбуривания фрезой минеральных отложений, спрессованного проппаната, цемента, сложного цементного моста и т. д. Типы бурильных работ могут различаться.

Каротажная компоновка – может включать (сверху вниз) сборку кабельного наконечника (промывочное отверстие, фиксатор кабеля, калиброванное механическое соединение с шейкой для захвата ловильным инструментом) переходник на обсаженную скважину 7:1, переводник сжатия/растяжения и каротажное оборудование (оборудование ГК, локатора муфт, гибких муфт, АКЦ).

Конкретная конфигурация зависит от необходимой информации и геометрии ствола скважины. Данные компоновки используются при работах в направленных и горизонтальных скважинах, где спуск оборудования на каротажном кабеле невозможен.

2 КОЛОННА ГИБКИХ ТРУБ

2.1 Материалы, применяемые для изготовления колонны

В настоящее время большинство гибких труб изготавливают из стали обычной малоуглеродистой, низколегированной и нержавеющей. Небольшое количество труб производят и из других металлов, например, сплавов титана.

Улучшение прочностных показателей трубы может быть достигнуто за счет использования высокопрочных низколегированных сталей, подвергаемых термообработке, включающей закалку и отпуск. Химический состав сталей

отличается повышенным содержанием хрома и молибдена, обеспечивающих способность стали принимать закалку.

Прочность труб из низколегированных сталей выше малоуглеродистых на 40 % (предел текучести 690 – 760 МПа) при сохранении пластических свойств.

К преимуществам труб, изготавливаемых из низколегированных сталей, следует отнести их высокую прочность при статических и циклических нагрузках.

Однако их недостатком является сложность ремонта в промышленных условиях, так как выполнение сварочных работ приводит к местному отпуску и снижению предела текучести до 550 МПа. В качестве примера использования нержавеющей стали для изготовления труб можно привести сталь 08X18H10T (ГОСТ 5632–72) [11].

В начале 90-х годов для производства труб стали использовать титан и его сплавы, что позволило, с одной стороны, улучшить их прочностные характеристики, а с другой, повысить надежность, поскольку титановые, как и алюминиевые трубы, изготавливают методом экструзии, что позволяет исключить продольный шов.

2.2 Технология изготовления гибкой трубы

В настоящее время наиболее крупными изготовителями гибких труб за рубежом являются следующие компании: "Precision Tube Technology", "Quality Tubing Inc.", "Southwestern Pipe Inc."

В 1989 г. в производство были внедрены цельнопрокатные трубы с минимальным количеством поперечных швов. В результате дефекты, связанные с образованием свищей, сократились до минимума.

Например, компания "Quality Tubing Inc." контролирует качество каждого сварного шва, присваивает ему соответствующий идентификационный

номер и в случае потери герметичности выплачивает страховую сумму для устранения дефекта [12].

Технология изготовления труб из малоуглеродистых и низколегированных сталей состоит из следующих этапов:

а) вначале из рулонов тонколистовой стали необходимой толщины вырезают непрерывные ленты, ширина которых соответствует длине окружности образующей готовой трубы. Длина полос определяется возможностями прокатных станков производителей листа. Для США она соответствует 570 м, для Японии – 900 – 1000 м;

б) отдельные ленты сваривают встык, причем листы соединяют либо наискосок, либо "ласточкиным хвостом". Швы зачищают, поверхность обрабатывают механически и термически. После этого качество сварочных швов проверяют с помощью дефектоскопии;

в) полученную стальную ленту направляют в трубопрокатный стан, где она проходит между вальками, формирующими из нее трубу. Для соединения кромок последней применяют кузнечную сварку в атмосфере инертного газа – кромки трубы нагревают с помощью индуктора, а затем прижимают друг к другу вальками;

г) с наружной поверхности трубы механическим способом удаляют сварочный грат и зачищают стык;

д) зону сварочного шва подвергают отпуску и последующему охлаждению;

е) проверяют качество шва;

ж) трубу пропускают через калибровочный стан и подвергают окончательной термообработке – среднему отпуску с последующим охлаждением на воздухе и в ванне.

В результате выполнения указанных операций происходит образование перлитовой и ферритовой структуры металла.

Готовую трубу наматывают на транспортную катушку или барабан установки, в которой ее предполагают использовать.

Особенности технологии изготовления трубы из низколегированной стали заключаются в том, что после калибровки колонну подвергают закалке и последующему отпуску. В результате материал приобретает мартенситную структуру.

2.3 Механизм разрушения гибких труб

В настоящее время, несмотря на большой объем накопленной информации о работе КГТ отсутствует общая теория, объясняющая механизм их разрушения в процессе эксплуатации. Наличие подобной теории необходимо для правильной оценки ресурса труб и возможностей прогнозирования их долговечности в промышленных условиях.

При нормальной работе КГТ, отсутствии заводского брака и нештатных ситуаций при эксплуатации их долговечность определяется количеством циклов спуска-подъема до потери герметичности. К параметрам режима их работы следует отнести минимальный диаметр барабана вблизи направляющих, на которых происходит изгиб труб, давление технологической жидкости ржв трубе, ее диаметр d три толщину стенки $d_{тр}$, а также максимальную глубину спуска КГТ. Кроме того, на долговечность трубы оказывают влияние условия работы и ее состояние. К ним относятся наличие механических повреждений и коррозия. Однако они носят случайный характер и в данной работе не рассматриваются.

Анализ перечисленных параметров сразу приводит к выводу о сложности их описания, регистрации и анализа. Это объясняется и уникальностью режимов ведения работ на каждой скважине, и многообразием вариантов нагружения КГТ даже при проведении одного подземного ремонта скважины. Кроме того, в чисто техническом плане сложность представляет регистрация условий работы трубы в процессе проведения всего комплекса операций – спуск колонны, выполнение технологических операций и ее подъема. Например, даже такая простая в технологическом отношении

операция, как промывка скважины, сопровождается периодической остановкой КГТ, подъемом ее на небольшую величину, повторным спуском и т.д. При этом изменяются давление технологической жидкости, прокачиваемой через трубы, температуры окружающей среды и жидкости и т.д. Существенное влияние на интересующие показатели оказывают также срок и условия хранения трубы до ввода ее в эксплуатацию.

Тем не менее, необходимо прогнозировать срок службы трубы в конкретных условиях и иметь методики расчетов ее долговечности.

Сложность создания подобной теории определяется тем, что в настоящее время отсутствуют методики расчета деталей в условиях малоциклического нагружения, материал которых работает за пределом упругости, так как в подобных условиях нагружения не работает ни одна из деталей, применяемых в отраслях гражданского и военного машиностроения.

В зависимости от конкретных условий работы гибкой трубы и режима эксплуатации агрегата опасными сечениями являются места перегибов трубы в зонах пластического деформирования при взаимодействии с барабаном, направляющим устройством и выходе из транспортера на вертикальном участке. Возможен изгиб трубы с образованием пластических деформаций и в транспортере, однако подобные случаи встречаются лишь при работе неопытного оператора [13].

При деформации трубы в точках, наиболее удаленных от нейтральной линии изгиба, возникают максимальные напряжения. При определенном соотношении наружного диаметра трубы и радиуса ее изгиба напряжения могут превысить предел упругости.

Радиус изгиба, соответствующий переходу материала трубы из упругого состояния в пластическое, определяется по формуле

$$R = Ed_{tp} / 2\sigma_t,$$

где E – модуль упругости материала трубы.

При пределе упругости (для простоты расчетов его принимают равным пределу текучести) 480 МПа.

Из описания конструкций агрегатов и их основных узлов, очевидно, следует, что при существующих габаритах установок и реальных размерах деталей и узлов тракта, по которому проходит гибкая труба, радиусы ее изгиба намного меньше приведенных выше, и поэтому, возникновение пластических деформаций неизбежно. С учетом этого и будем рассматривать вопросы прочности гибкой трубы согласно теории пластичности, поскольку напряжения, действующие в опасном сечении, превышают предел пропорциональности.

Процесс работы материала КГТ в течение всего срока службы изделия можно охарактеризовать с помощью графиков, приведенных на рис. 10.

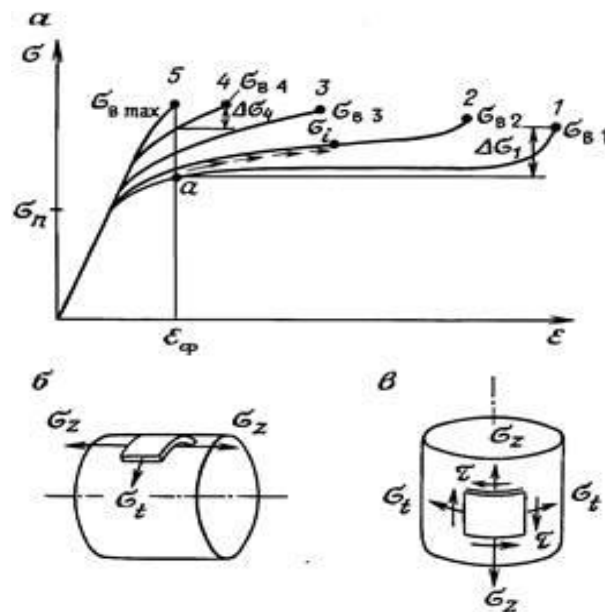


Рисунок – 10 Диаграммы деформирования материала КГТ в процессе их эксплуатации: а – видоизменение диаграммы растяжения материала в процессе эксплуатации трубы; 1 – исходная диаграмма; 2 – 4 – диаграммы, соответствующие различным стадиям накопления усталости материалом трубы; 5 – диаграмма, отражающая момент разрушения трубы; σ_{B1} – σ_{B4} – пределы прочности материала трубы, соответствующие различным стадиям; σ_{Bmax} – предел прочности материала трубы, отражающий момент ее разрушения; σ_n – разность между пределами прочности и текучести; σ_p – предел пропорциональности материала трубы; ϵ_ϕ – максимальная величина деформаций, имеющая место при разрушении трубы; б – напряженное состояние материала трубы в зонах пластического деформирования при ее разматывании и наматывании на барабан; в – то же, в опасном сечении в точке подвеса трубы; нормальные напряжения: σ_t –тангенциальные, обусловленные давлением

технологической жидкости в трубах, σ_z – осевые, обусловленные осевой нагрузкой на трубу и внутренним давлением; τ – касательные напряжения, возникающие в результате реактивного крутящего момента при работе забойного двигателя.

В начале эксплуатации трубы прочностные и деформационные свойства материала соответствуют кривой 1, представляющей по существу диаграмму идеально пластичного материала. При этом напряжения, возникающие при пластическом деформировании трубы в период ее взаимодействия с барабаном, определяются чисто геометрическими параметрами:

$$\sigma_i = E d_{tp} / D_b.$$

Этой деформации соответствуют напряжения σ_{av} в точке а, которые можно считать равными пределу текучести материала новой трубы σ_{t0} . При действии внутреннего давления технологической жидкости и продольного усилия натяжения трубы в продольных и поперечных сечениях возникают следующие нормальные напряжения:

$$\text{меридиональные } \sigma_m = r_j D_b / 4 d_{tp};$$

$$\text{тангенциальные } \sigma_t = r_j D_b / 2 d_{tp};$$

$$\text{продольные } \sigma_p = P_{пр} / F_{тр};$$

$$\text{радиальные } \sigma_r = -r_j,$$

где $F_{тр}$ – площадь поперечного сечения трубы; $P_{пр}$ – усилие, растягивающее трубу.

Величиной последних можно пренебречь, так как они на порядок меньше других напряжений. Таким образом, напряженное состояние труб будем считать плоским.

Указанные напряжения действуют на главных площадках, совпадающих с продольным и поперечным сечениями трубы, так как касательные напряжения здесь отсутствуют.

Для расчетов на прочность при сложном напряженном состоянии трубы, изготовленной из пластичного материала, наилучшим образом подходит энергетическая теория Хубера–Мизеса. Сущность этой теории заключается в

том, что в качестве критерия прочности материала, находящегося в сложном напряженном состоянии, может быть принята величина накопленной удельной энергии деформации изменения формы. В технической литературе эта теория иногда называется четвертой [14]. Эквивалентные напряжения $s_{\text{экв}}$ в данном случае определяются, исходя из величин главных напряжений s_1, s_2, s_3 , следующим образом:

$$s_{\text{экв}} = \{0,5[(s_1 - s_2)^2 + (s_2 - s_3)^2 + (s_3 - s_1)^2]\}^{1/2}.$$

Эту теорию для прочностных расчетов в основном используют специалисты американских и канадских фирм, производящих гибкие трубы.

С учетом положений теории пластичности определим величину эквивалентных напряжений, используя эту теорию как наиболее удобную для описания процессов образования пластических деформаций,

$$s_{\text{экв}} = 2^{-1/2}[(s_1 - s_2)^2 + (s_2 - s_3)^2 + (s_3 - s_1)^2]^{1/2}.$$

Здесь

$$s_1 = s_i + s_t + s_p = E d_{\text{тр}} / D_b + p_j D_b / 2 d_{\text{тр}} + P_{\text{пр}} / F_{\text{тр}};$$

$$s_2 = s_m = p_j D_b / 4 d_{\text{тр}};$$

$$s_3 = 0.$$

При этом абсолютный запас прочности, выраженный в напряжениях, а не в коэффициенте запаса прочности по ее пределу, может быть определен как

$$D_{s1} = s_{b1} - s_{\text{экв}}.$$

Процесс образования трещин в материалах трубы начинается в том случае, если D_s приближается к нулю.

Для гибкой трубы в начальный период эксплуатации значение D_{s1} достаточно велико, и действие внутреннего давления технологической жидкости не приводит к образованию трещин.

По мере эксплуатации гибкой трубы она подвергается циклическим нагружениям и происходит наклеп на межкусталлическом уровне. При этом увеличиваются твердость и соответственно прочностные показатели. В процессе накопления наклепа пластические свойства материала ухудшаются, протяженность площадки текучести сокращается, а значение вторичного

модуля упругости увеличивается. Этот процесс хорошо отражается на графике функции, положение которого изменяется от горизонтального к наклонному. На рис. 10 приведено семейство линий (1 – 5), соответствующих разным стадиям нагружения гибкой трубы и соответственно разным степеням эффекта наклепа.

Процесс упрочнения материала сопровождается перемещением точки по вертикали, абсцисса которой ϵ_f соответствует величине деформаций при изгибе трубы во время наматывания ее на барабан. При этом величина $D_{si} = s_{vi} - s_{kv}$ все время уменьшается. Это обусловлено тем, что в процессе охрупчивания s_{vi} растет медленнее, чем s_t . В конце концов наступает момент, когда нормальные напряжения, возникающие при пластическом деформировании трубы с образованием деформаций ϵ_f , становятся равными или близкими к пределу прочности s_{vi} . При этом наличие даже незначительного давления в трубах приводит к образованию микротрещин, которые постепенно распространяются вглубь стенки трубы. Эти трещины, по нашему мнению, должны располагаться в ее поперечной плоскости, совпадающей с площадками, на которых действуют максимальные главные напряжения [15].

Из сказанного следует, что недопустимо использовать плашки транспортеров с насечкой, поскольку последняя провоцирует образование микротрещин на поверхности гибкой трубы.

Для количественной оценки числа циклов, выдерживаемых гибкой трубой при ее пластическом деформировании и действии внутреннего давления, необходимо знать закономерности изменения прочностных характеристик материала в зависимости от числа циклов нагружения. Подобных данных в обобщенном виде в настоящее время не существует.

Если такие зависимости будут получены, то их можно использовать в практических расчетах для оценки максимального давления жидкости, которое должно быть обеспечено для новой трубы, прочностные показатели которой известны.

Описанный механизм разрушения гибкой трубы в процессе ее эксплуатации достаточно хорошо согласуется с данными американских и канадских фирм.

Считают, что основными факторами, определяющими долговечность трубы, являются радиус ее изгиба и давление технологической жидкости. Причем последнее в определенном диапазоне значений играет решающую роль.

Например, в результате экспериментальных исследований, выполненных специалистами фирмы "Southwestern Pipe Inc.", при испытаниях трубы с наружным диаметром 31,8 мм и толщиной стенки 2,2 мм, изготовленной из стали с пределом текучести 480 МПа, и циклическом изгибе по радиусу 1,83 м получены следующие данные. При давлении жидкости в трубе 17,2 МПа разрушение произошло через 500 двойных циклов нагружения (согнуть-разогнуть) при увеличении наружного диаметра до 33 мм, а при давлении 34,5 МПа – через 150 двойных циклов при увеличении диаметра до 35 мм.

При реальной работе агрегата на скважине число спусков-подъемов трубы в таких условиях в 3 раза меньше.

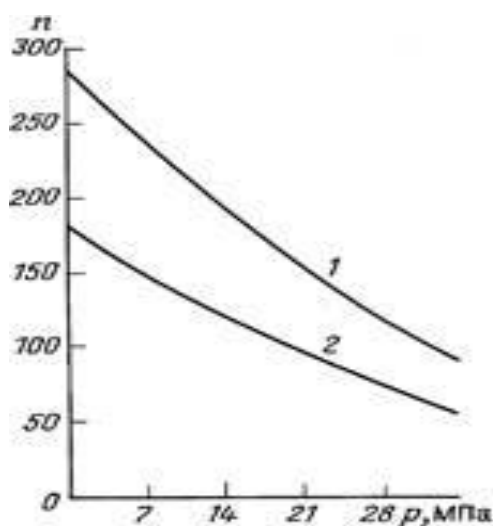


Рисунок – 11 Влияние внутреннего давления технологической жидкости на долговечность гибкой трубы:

1 – число циклов изгиба труб; 2 – число выполненных спусков-подъемов колонн

Результаты испытаний, проведенных специалистами фирмы "Bowen Tools, Inc.", следующие: при отсутствии давления трубы, изготовленные из материала с пределом упругости 70 МПа, выдерживают 200 циклов нагружения, а при внутреннем давлении 35 МПа в тех же условиях – 40 циклов. Кроме того, существенное влияние на долговечность оказывает толщина стенки трубы, что подтверждается материалами фирмы "Bowen Tools, Inc.", специалисты которой ввели единицу нагружения колонны труб – один цикл давления [Pressure Cycle Unit (PCU)], являющуюся величиной, эквивалентной одному полному циклу спуска и подъема колонны при внутреннем давлении 14 МПа.

В процессе работы трубы происходит накопление усталости, причем в пределах одной колонны эта величина распределена неравномерно.

Специалисты различных фирм приводят различные описания картины разрушения гибкой трубы. Так, на фирме "Bowen Tools, Inc." считают, что местом, где начинается разрушение, является внутренняя (или нижняя) сторона трубы. В этой зоне напряжения, вызванные пластической деформацией, имеют отрицательное значение.

Специалисты всех организаций, эксплуатирующих установки, сходятся во мнении, что характер разрушения трубы при ее правильной эксплуатации – усталостный.

Механизм разрушения трубы состоит из следующих этапов:

- а) образования микротрещин;
- б) дальнейшего роста одной из них до макроразмеров;
- в) "внезапного" обрыва трубы.

Образование микротрещин провоцируется местными неоднородностями материала, из которого изготовлена труба, или сварного шва.

Существуют и иные версии механизма разрушения трубы, которые, впрочем, не объясняют появления исходной микротрещины. Так, специалисты фирмы "Bowen Tools, Inc." считают, что основным является гидроклиновый эффект, который заключается в том, что при открывании трещина заполняется

технологической жидкостью. При взаимодействии с криволинейной направляющей и барабаном жидкость, попавшая в трещину, запирается в объеме металла и при сжатии действует подобно клину, раскалывая трубу. Эту же теорию подтверждают и другие исследователи. При этом, однако, не ясно, как возникает исходная микротрещина.

Графики, характеризующие наработку гибкой трубы с наружным диаметром 25 мм и толщиной стенки 2,2 мм в зависимости от величины внутреннего давления, приведены на рис.19.

По данным Э. Дж. Уолкер, развитие трещин начинается на поверхности трубы, их направление перпендикулярно образующим трубы. Большинство трещин возникает в результате поверхностных дефектов трубы. В продольном направлении по сварному шву их наличия не обнаружено. По результатам испытаний при давлениях порядка 7 МПа колонна диаметром 45,3 мм выдерживает 157 циклов спуска-подъема, а при давлении 17,2 МПа – только 17.

Сложность аналитического расчета гибких труб на прочность усугубляется еще и плохо предсказуемым их поведением в скважине. Так, в результате малой жесткости труб и наличия сжимающих нагрузок, обусловленных силами трения и реактивными силами, возникающими при работе инструмента, возникает продольный изгиб колонны. Из-за того, что потеря устойчивости происходит в стесненном объеме скважины (при первой критической нагрузке по Эйлеру), на первом этапе геометрическая форма оси трубы изменяется от прямолинейной либо изогнутой с большим радиусом кривизны, до синусоидальной. Если продольная сжимающая сила становится больше значения первой критической нагрузки, ось трубы принимает винтовую форму [16].

В последнем случае резко возрастают усилия трения гибкой трубы о стенки канала, в котором она располагается. При достижении определенного предела продольной нагрузки перемещение колонны гибких труб становится невозможным. Этот процесс сопровождается ростом сжимающих напряжений.

При дальнейшем увеличении силы происходит разрушение колонны. Радикальным способом для исключения подобного явления, особенно в горизонтальных скважинах, служит использование инструмента, в котором рабочие усилия создаются с помощью гидравлических методов, а также гидравлического способа проталкивания трубы в скважину.

2.4 Пути повышения надежности колонны гибких труб

Повышение долговечности колонны гибких труб обеспечивается двумя путями – улучшением качества их производства и грамотной эксплуатацией при проведении работ.

Под грамотной эксплуатацией КГТ подразумевается ведение учета режимов эксплуатации отдельных участков колонны, в частности фиксирование в документах числа циклов "разматывание-наматывание" для каждого интервала колонны. В наилучшем случае предполагается также регистрировать значения внутреннего давления, при котором была осуществлена наработка этого числа циклов. Когда последний показатель не удается отследить с достаточной точностью, считают, что давление жидкости было максимальным.

Весь комплекс этих мероприятий наиболее целесообразно осуществлять с использованием ЭВМ.

Периодически необходимо обрабатывать полученные данные, определяя наиболее опасные участки. Их следует удалять, если нужно вставлять новый кусок трубы.

Поскольку основными факторами, влияющими на долговечность колонны труб, являются величина давления жидкости и число спусков-подъемов, то при проведении операций, во время которых необходимо периодически перемещать колонну в пределах обрабатываемого интервала, целесообразно перед спуском или подъемом труб снизить давление в них до

минимально возможного. Уменьшение давления до 7 МПа, как уже отмечалось, приводит к существенному увеличению долговечности колонны.

Особое внимание следует уделять сохранению качества поверхности трубы. Как показывают опыты, поверхностные дефекты в виде рисок или раковин коррозии являются центрами образования усталостных трещин. Отсюда следует, что плашки транспортера нужно использовать с гладкой рабочей поверхностью, не имеющей насечки.

Для сохранения внутренней поверхности труб необходимо после проведения кислотных обработок выполнять нейтрализацию раствора с последующей промывкой водой, тщательно удалять с помощью продувки воздухом или вытеснения нейтральной жидкостью остатки технологической жидкости, имеющиеся в колонне труб после ее наматывания на барабан [17].

3 БУРОВЫЕ РАБОТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛОННЫ ГИБКИХ ТРУБ

3.1 Особенности проведения буровых работ

Колонны гибких труб при бурении применяют для:

- а) бурения новых неглубоких скважин до 1800 м с диаметром ствола до 216 мм;
- б) забуривания второго или нескольких стволов, которые могут быть вертикальными. Однако наибольший эффект достигается при бурении наклонно-направленных и горизонтальных отводов от основного ствола. Колонна гибких труб обеспечивает набор кривизны до 10°/10 м. Проходимость с помощью КГТ горизонтальных участков в 1993 – 1995 гг. превышала 300 м при диаметре колонны 50,8 мм, а к настоящему времени она увеличена до 500 – 600 м при диаметрах 60,3 и 73 мм и в перспективе будет доведена до 1000 м;
- в) повторного вскрытия пластов при углублении скважины;

г) бурения части ствола скважины с обеспечением режима депрессии на забое.

Все указанные операции можно выполнять без глушения скважины, через ствол которой ведутся работы, даже в режиме депрессии на забое. Достигается это при минимальном ухудшении коллекторских свойств продуктивного пласта. Причем вскрытие последнего и бурение в нем скважины совместимы с процессом добычи. Это позволяет исключать проведение каких-либо работ по вызову притока и освоение скважины. Отсутствие необходимости в выполнении этих операций повышает эффективность работ не только в инженерном, но и в экономическом плане [18].

В процессе бурения пластов с высокой проницаемостью и низким пластовым давлением уменьшается количество случаев поглощения промывочной жидкости, потерь циркуляции и проявления других особенностей, поскольку процесс бурения с использованием КГТ ведется при минимально возможном давлении.

Буровое оборудование, использующее КГТ, достаточно компактно, буровая вышка в большинстве случаев отсутствует. По существу, агрегаты, входящие в комплекс оборудования для бурения, представляют собой масштабно увеличенные агрегаты, применяемые для подземного ремонта. Кроме того, в комплекс входят передвижные установки, обеспечивающие подготовку и очистку бурового раствора. В качестве промывочной можно использовать жидкость на углеводородной основе, в простейшем случае отфильтрованную и отсепарированную нефть. В связи с этим снижаются расходы на приготовление и очистку бурового раствора. Кроме того, отпадают проблемы, связанные с утилизацией отработанного раствора. Для размещения комплекса достаточно иметь площадь в 800м², вместо 1500м² для малогабаритных буровых установок традиционной конструкции [19].

Помимо этого, при применении КГТ экономится время за счет ускорения процесса спуска и подъема колонны для смены долота.

Аварийные ситуации при наращивании труб во время проходки скважины не возникают, поскольку эти операции отсутствуют. Снижению опасности проведения всех буровых работ способствует непрерывный контроль за процессом бурения как на поверхности, так и непосредственно на забое с помощью специального оборудования.

Так же как и при проведении подземного ремонта скважин, применение КГТ сокращает случаи травматизма и обеспечивает выполнение жестких требований по охране окружающей среды.

Для специализированных буровых работ используют гибкие трубы с наружным диаметром не менее 60,3 мм. Хотя достаточно широко применяют и трубы с наружным диаметром 38,1, 44,5, 50,8 мм. Оптимальными диаметрами труб являются 89 и 114 мм.

Вращение породоразрушающего инструмента обеспечивается забойным двигателем, который установлен на гибкой трубе и имеет свои особенности, обусловленные малой жесткостью КГТ при работе на кручение, изгиб и сжатие. Кроме того, при использовании колонны гибких труб отсутствует возможность применения утяжеленных бурильных труб. Это накладывает ограничения и на выбор оборудования, и на режимы бурения из-за:

- а) малой нагрузки на породоразрушающий инструмент;
- б) незначительного крутящего момента, который должен развивать двигатель;
- в) высоких оборотов двигателя, так как в противном случае мощность, подводимая к породоразрушающему инструменту, будет низкой.

Сказанное выше указывает на недостатки при использовании КГТ в бурении. К ним относятся более низкая скорость проводки, необходимость уменьшения диаметров скважин, незначительные сроки службы и долот, и забойных двигателей малого диаметра. Однако эти отрицательные моменты при проведении дополнительных работ можно либо полностью, либо в достаточной степени устранить.

Важно иметь в виду, что экономический эффект от использования КГТ в бурении весьма высок. Например, стоимость бурения одной горизонтальной скважины на Аляске при бурении обычными установками составляет 2200 тыс. дол., а при использовании в аналогичных условиях установки с КГТ – 500 тыс. дол.

Перечисленные ограничения обуславливают и выбор режимов работы, например, использование забойного двигателя большой мощности может привести к скручиванию колонны гибких труб, при этом ее угловые деформации могут достигать 6 – 7 полных оборотов нижнего сечения относительно верхнего на каждые 1000 м длины. При уменьшении нагрузки на долото, например, при подъеме труб, бывают случаи самопроизвольного раскручивания колонны в противоположную сторону, что вызывает самоотворот резьбового соединения забойного двигателя.

В зависимости от применяемого диаметра КГТ и класса буровой установки забойное оборудование может быть достаточно простым и содержать соединительную муфту, стабилизатор, забойный двигатель и породоразрушающий инструмент. Подобный комплект инструментов используют при трубах диаметром 33 – 55 мм. При применении труб с диаметром 60,3 мм и выше в компоновку входят соединительная муфта, обеспечивающая переход от КГТ к забойной установке, направляющий инструмент (в виде одной трубы с увеличенной толщиной стенки), предохранительный разъединитель, немагнитный переводник, измерительный прибор с источником гамма-излучения, немагнитная утяжеленная бурильная труба (УБТ), буровой забойный двигатель объемного типа с регулируемым отклонителем и долото.

При работе с КГТ обязательным элементом внутрискважинной компоновки является стабилизатор. Он воспринимает часть радиальных усилий, возникающих в процессе работы, позволяет уменьшать амплитуду колебаний и в итоге снижает величины циклических напряжений, действующих на участке гибкой трубы, расположенной непосредственно над двигателем.

Для исключения аварийного усталостного разрушения трубы периодически следует отрезать ее участок в нижней части, так как здесь материал устает в наибольшей степени.

3.2 Оборудование, применяемое для бурения

Породоразрушающий инструмент

Выбор долота при бурении с использованием гибких труб обусловлен режимом работы забойного двигателя – малая осевая нагрузка и большая частота вращения. В этом случае шарошечные долота малоэффективны и поэтому не применяются, тем более что срок их службы в подобном режиме работы чрезвычайно низок.

Для разбуривания цемента и породы лучше всего подходят долота истирающего типа, армированные алмазами или вставками из карбида вольфрама. К основным характеристикам долота относятся его марка, диаметр, перепад давления на нем.

Забойный двигатель

При выполнении буровых работ и удалении пробок применяют забойные двигатели двух типов – объемного и динамического действия. К первым относятся винтовые и аксиально-поршневые двигатели, ко вторым – турбобуры. Наиболее целесообразно использовать забойные двигатели объемного действия, а из них предпочтительнее винтовые, поскольку последние обладают более приемлемой характеристикой для условий работы с КГТ. Кроме того, для их привода необходим меньший расход технологической жидкости, что важно, как будет показано ниже, для обеспечения прочности колонны [20].

3.3 Буровые установки

В настоящее время применяют два типа буровых установок – снабженные вышкой и без нее.

По существу буровая установка с использованием КГТ аналогична агрегату, предназначенному для работы с КГТ малых диаметров. Однако в данном случае увеличение массы комплектующего оборудования, габаритов, усилий, действующих в процессе функционирования установки, приводит к ее разрастанию. В результате весь комплект перевозят на четырех транспортных единицах. Сюда не входят блок для приготовления бурового раствора, насосные агрегаты для последнего и закачки азота, а также емкость для его хранения [21].

Колонна гибких труб снабжена каротажным кабелем и двумя трубопроводами малого диаметра для подачи жидкости гидропривода к забойному оборудованию. Последнее включает управляемый с поверхности отклонитель долота, обеспечивающий оперативный выбор направления бурения. Кроме того, в забойном оборудовании размещается блок ориентации, позволяющий определять фактическое направление бурения скважины и передавать соответствующую информацию на пульт управления. Оно содержит также комплект датчиков, регистрирующих и передающих в виде электрических сигналов на пульт управления информацию о величине забойного давления, результатах гамма-каротажа, расходе жидкости, текущей по внутренней полости КГТ и кольцевому пространству. С помощью кабельной телеметрии осуществляется передача всех сведений в режиме реального времени на пульт управления.

Пульт управления оборудован комплексом обычных приборов, регистрирующих режим бурения, закачки жидкости и протекания всех других процессов, а также бортовой ЭВМ, в которую закладывают программу бурения. При выполнении работ ведут непрерывный контроль за положением долота, направлением проводки скважины, физическими свойствами разбуриваемой

породы, изменением расходов бурового раствора и жидкости, поступающей из пласта. Все эти данные отражаются на экране дисплея оператора. Режим работы бурового агрегата, в частности, направление бурения ствола скважины могут задаваться оперативно, например, с помощью "мыши" ЭВМ.

Все это создает эффект присутствия оператора в скважине и представления им места в разбуриваемом пространстве пласта. Постоянно поступающая информация о состоянии окружающей среды позволяет принимать достаточно быстро обоснованные решения по управлению процессом бурения. Создание подобного оборудования по важности решаемых проблем и уровню их решения превосходит некоторые космические программы, реализованные к настоящему времени.

Буровой агрегат подобной конструкции позволяет работать с КГТ диаметром 60,3 или 73 мм. Грузоподъемность мачты с талевой системой – 680 кН.

Использование подобной буровой предполагается после проводки вертикального участка скважины с использованием традиционных технологий. Его бурят на глубину, практически достигающую кровли пласта, без вскрытия последнего. Затем выполняют весь комплекс работ по обсаживанию, цементированию, оборудованию устья скважины колонной головкой. Диаметр эксплуатационной колонны составляет 144 – 168 мм.

Для вскрытия пласта наклонными ответвлениями или горизонтально расположенными стволами на устье пробуренной скважины монтируют описываемый буровой агрегат. На трубной головке закрепляют блок превенторов, содержащий (снизу вверх) секцию с глухими срезающими плашками, секцию с фланцами для подвода жидкости глушения, секцию с трубными плашками, секцию с удерживающими плашками, универсальный превентор с эластичным уплотняющим элементом, лубрикатор и уплотнитель КГТ. Эта сборка имеет высоту порядка 6 м.

На блоке превенторов монтируют транспортер, конструкция которого содержит два ряда цепей с плашками, захватывающими трубу. Над ней располагают отклонитель.

Помимо описанной буровой установки существуют более компактные, предназначенные для работы с меньшими диаметрами труб. Их характерной особенностью является отсутствие мачты. Все оборудование таких установок размещается на одной транспортной единице (кроме блока подготовки и обработки бурового раствора). Основным отличием этих установок от агрегатов, предназначенных для проведения подземного ремонта, является более высокая установка транспортера, обусловленная необходимостью наличия шлюза достаточно большой длины, обеспечивающего спуск в скважину инструментов, входящих в состав буровой головки. Это, в свою очередь, требует грузоподъемного устройства, удерживающего транспортер во время работы с большей высотой подъема.

3.4 Особенности расчета параметров колонны гибких труб при бурении

Основными параметрами насосной установки агрегата являются развиваемое давление перекачиваемой технологической жидкости p_{max} и ее подача Q_{max} .

Алгоритм расчета этих параметров следующий:

1. определяют необходимую подачу технологической жидкости. Эту величину принимают в соответствии с маркой используемого забойного двигателя;
2. выбирают технологическую жидкость, с использованием которой будут осуществлять работы. При разрушении пробки в стволе скважины в качестве технологической жидкости можно использовать воду с необходимыми добавками. При бурении горизонтального участка скважины, и особенно в зоне

продуктивного пласта, желательно применять технологическую жидкость на углеводородной основе, обычно для этого служит очищенная нефть;

3. определяют схему внутрискважинного оборудования, в соответствии с которой выполняют расчет гидродинамических потерь при прокачивании технологической жидкости по каналам в скважине;

4. определяют давление, необходимое для ведения данного технологического процесса. Расчет гидродинамических потерь на каждом участке однотипен.

Величины перепадов давлений на забойном двигателе выбираются согласно характеристикам долот и двигателей;

5. Выполняют проверочный прочностной расчет колонны гибких труб для верхнего опасного сечения. При этом должны быть учтены напряжения от собственного веса труб, спущенных в скважину, напряжения, вызванные действием расчетного давления технологической жидкости, и касательные напряжения, обусловленные реактивным моментом, возникающим при работе забойного двигателя.

Нормальные напряжения от собственного веса труб (без учета действия Архимедовой силы, что идет в запас прочности колонны)

$$sv = g_{тр} L_{тр},$$

где $g_{тр}$ – удельный вес материала колонны гибких труб; $L_{тр}$ – длина гибкой трубы, спущенной в скважину.

Напряжения, обусловленные давлением технологической жидкости, тангенциальные

$$st = p_{ж} R / d_{тр},$$

меридиональные

$$sm = p_{ж} R / 2 d_{тр},$$

где $p_{ж}$ – давление технологической жидкости; $R = (d_{тр.н} + d_{тр.в}) / 2$ – радиус срединной поверхности трубы; $d_{тр} = (d_{тр.н} - d_{тр.в}) / 2$ – толщина стенки трубы.

Касательные напряжения, обусловленные реактивным моментом,

$$t = M_{кр} / W_r,$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент; $W_r = 2\pi d t p R$ – полярный момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Главные напряжения определяются по следующим формулам:

$$s_1 = 0,5[s_a + s_b + ((s_a + s_b)^2 + 4t^2)^{1/2}];$$

$$s_2 = 0,5[s_a + s_b - ((s_a + s_b)^2 + 4t^2)^{1/2}];$$

$$s_3 = -p_{ж}.$$

В этих выражениях

$$s_a = s_m + s_b;$$

$$s_b = s_t.$$

6. Проверяют КГТ на соответствие условию прочности по третьей или четвертой теориям прочности. При этом определяют эквивалентное напряжение в опасном сечении

$$s_{экв3} = s_1 - s_3;$$

$$s_{экв4} = (0,5)^{1/2}[(s_1 - s_2)^2 + (s_2 - s_3)^2 + (s_3 - s_1)^2]^{1/2}.$$

Если при расчетах по четвертой теории прочности пренебречь величиной $p_{ж}$ считать напряженное состояние плоским, то последняя формула приобретает более простой вид

$$s_{экв4} = (s_1^2 + s_2^2 - s_1 s_2)^{1/2}.$$

Эквивалентные напряжения, получаемые с использованием третьей теории прочности, обычно имеют большее значение. Для получения достаточно надежных результатов лучше всего вычисления проводить по обеим теориям.

Условие прочности будет соблюдено в том случае, если выполняется неравенство

$$s_{экв} \leq s_t / n,$$

где n – коэффициент запаса прочности.

Наибольшую сложность при проведении расчетов на прочность для гибкой трубы представляет определение реального значения предела текучести и коэффициента ее запаса. Учитывая то, что в процессе наматывания и разматывания трубы на барабане напряжения достигают предела текучести,

коэффициент запаса прочности можно принимать близким к единице – 1,05 – 1,1.

Более сложным представляется определение предела текучести, величина которого в процессе эксплуатации трубы изменяется вследствие старения материала и его охрупчивания. Для работы с новой трубой могут быть приняты паспортные значения, взятые из сертификата на материал трубы.

В том случае, если материал трубы не удовлетворяет условию прочности, следует уменьшить рабочее давление до приемлемого уровня. Практически при проведении бурения можно варьировать только этой величиной. Снижение давления может быть обеспечено либо за счет уменьшения подачи технологической жидкости, либо замены забойного двигателя на модель, требующую меньшего расхода последней и, следовательно, предопределяющей меньшие гидродинамические потери, либо использования колонны гибких труб большего диаметра. Последний вариант чреват возникновением организационных проблем, поскольку требует переналадки агрегата – установки барабана с большим диаметром гибких труб и смены рабочего диаметра труб инжектора.

Для вновь принятого варианта диаметров труб, давлений и подач технологической жидкости должны быть повторно проведены все расчеты.

3.5 Особенности работы колонны гибких труб

В процессе бурения часть колонны гибких труб находится под действием осевой сжимающей нагрузки. Последняя определяется силами трения, действующими в направлении, противоположном перемещению колонны, т.е. снизу вверх, а также реактивным усилием, вызванным взаимодействием долота с материалом разрушаемой пробки или породы. В результате, как и при бурении скважины с использованием традиционной технологии, нижняя часть колонны находится в сжатом состоянии. Отличие заключается в том, что сечение с нулевой осевой нагрузкой при использовании

гибких труб располагается выше по сравнению с традиционной технологией, поскольку в рассматриваемом случае не используют утяжеленные бурильные трубы.

Отсутствие последних сказывается и на том, что достаточно большая часть колонны гибких труб теряет устойчивость под действием сжимающей нагрузки и принимает спиралевидную форму. При этом увеличиваются силы трения трубы о стенки скважины или внутреннюю поверхность эксплуатационной колонны и соответственно возрастают усилия, необходимые для перемещения трубы по направлению к забою, т.е. процесс идет лавинообразно.

Для уменьшения эффекта потери устойчивости КГТ разрабатывают новые устройства и на их базе новые технологии ведения работ. Например, для перемещения колонны в горизонтальном участке скважины используют эффект ее "закачки". В ряде случаев в начале горизонтального участка устанавливают втулку с заплечиками, на которые опираются специальные внутрискважинные движители.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённые исследования позволяют сделать вывод, что развитие колтюбинговых технологий идет не только по пути создания установок с трубами больших диаметров (89 и 114 мм), позволяющих увеличить мощность бурения и объем подаваемого бурового раствора. Больше внимание уделяется интенсификации и повышению результативности использования труб среднего диаметра. Перспективным направлением также являются разработка и применение композитных непрерывных труб, которые хотя и дороже стальных, однако имеют срок службы в 3-4 раза больше. Композитная труба включает в себя металлическую оплетку, позволяющую передать электрические сигналы от забойного оборудования и систем телеметрии, т.е. отказаться от геофизического кабеля. Трубы из композитного материала в настоящий момент находятся на стадии испытаний.

Развитие колтюбинговых установок идет по пути широкого внедрения средств автоматизации. В центре управления современного колтюбингового комплекса находятся операторы колтюбинговой установки, циркуляционной системы, инженер по горизонтальному бурению. Их рабочие места объединены в одну компьютеризированную систему, что позволяет этой команде оперативно управлять процессом бурения. Такая система в принципе позволит управлять несколькими колтюбинговыми комплексами из одного центра, находящегося за тысячи километров. Из вышеперечисленного ряда лишь колтюбинговая составляющая обладает технической новизной для российских производителей нефтегазового оборудования.

Говоря о производителях колтюбингового оборудования для бурения в России, следует отметить, что сегодня Группа компаний ФИД, уже более четырех лет успешно проектирующая и производящая мобильные колтюбинговые установки, предлагает колтюбинговый комплекс КМ4001 для бурения. Его испытания прошли в середине 2002 г. По мнению специалистов,

участвовавших в испытаниях и представлявших крупные нефтегазовые компании и машиностроительные предприятия не только России, но и других нефтедобывающих стран СНГ, создание отечественной колтюбинговой установки для бурения открыло новый этап в развитии экологически чистых технологий вторжения в недра и обеспечении российских нефтяников и газовиков современным высокопроизводительным оборудованием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль»: издание посвященное, нефтегазовому оборудованию: www.ngv.ru
2. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»: <http://ogbus.ru>
3. Издательство «Газоил пресс»: выпускает научно-техническую и учебную литературу для специалистов нефтегазовой и смежной с ней отраслей: <http://gasoilpress.ru>
4. А.Г.Молчанов, Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб, 2000 – 224 с.
5. Научно-практический журнал «Время колтюбинга. Время ГРП»: издание, целиком посвященное современному высокотехнологичному нефтегазовому сервису, прежде всего колтюбинговым технологиям и ГРП: www.cttimes.org/uploads
6. Информационный ресурс «Студопедия»: <http://studopedia.org/8-23577.html>
7. Буровое оборудование: Справочник: В 2 т. – М.: Недра, 2000. – Т. 1. – 269 с.
8. Молчанов А.Г. К вопросу определения потребности в нефтегазопромысловом оборудовании // Нефть и капитал. – 1998. – № 12. – С. 62–67.
9. Деловой журнал «Нефтегаз»: <http://neftegaz.ru/science/view/1189-Dolgovechnost-kolonn-gibkih-trub>
10. Буровой портал First-Drilling: <http://first-drilling.com.ua/2010/03/koltyubing-burenie-s-ispolzovaniem-gibkih-trub-na-depressii>
11. Центральный металлический портал РФ: http://metallischekiy-portal.ru/marki_metallov/stk/stal_konstrukcionnaa_nizkolegirovannaa
12. Электронная библиотека «Нефть-Газ»: <http://www.oglib.ru/index.html>

13. Федеральный закон «О специальном техническом регламенте «О безопасности производственных процессов добычи, обогащения и переработки полезных ископаемых»: http://www.amror.ru/zakon/prom_bezop.htm
14. Филоненко-Бородич М.М., Механические теории прочности, 1961-94с.
15. РД 39-0147014-217-86 «Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб»: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/10/10225/
16. Иванова Е.Ю. Напряженное состояние длинномерных гибких труб при ремонте стальных промысловых трубопроводов // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-8. – С. 1616-1619
17. В.Б. Порошин, В.Б. Буксбаум, П.С. Дружинин, Методика прогнозирования долговечности колонны гибких труб на основе результатов лабораторных и стендовых испытаний, 2014 - с.77
18. Применение гибких НТ: Проспект «Работа с использованием гибких непрерывных труб». – Coiled tubing BJ Services company, 2000. – С. 5 – 10.
19. Уокер С., Ли Дж. Отчистка искривленных стволов скважин методом колтюбинга // Технологическое приложение к журналу «Нефть и капитал». – 2001. – № 1 – С. 20–24.
20. Ахметов А. А., Рахимов Н. В., Хадиев Д. Н., Сахабутдинов Р. Р. Колтюбинговые технологии // Время колтюбинга. – 2003. – № 4 – С. 12–16.
21. Абдуллин Р.А., Трубецкой Н.Н., Аблязина Р.Р. Опыт и перспективы совершенствования техники и технологии применения гибких труб в бурении за рубежом. II Всероссийская научно-техническая конференция по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России, Москва, 18-21 июня 2001 г.